

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2026.1.11>

УДК 552.578.2

Новые перспективы комплексной геологической интерпретации метода самопроизвольной поляризации в сочетании с электрическими методами в разрезах нефтяных месторождений Волго-Уральского региона и Западной Сибири

О.Б. Кузьмичев*, Н.С. Белевцов
ООО «РН-Технологии», Уфа, Россия

Использование метода самопроизвольной поляризации (ПС) в комплексе с методами электрического и электромагнитного каротажа для решения задач оценки характера насыщения коллекторов, определения карбонатности, глинистости и открытой пористости пород (в комплексе с методом естественной радиоактивности) сдерживается невысокой разрешающей способностью стандартной аппаратуры, осуществляющей регистрацию кривой ПС, отсутствием оценки качества записи кривой ПС и недостаточным развитием методического обеспечения для геолого-геофизической интерпретации метода ПС.

Особую проблему составляет регистрация кривой ПС в высокоомных карбонатно-терригенных разрезах Волго-Уральского региона. Метод селективированных потенциалов ПС, предложенный Н.Г. Doll (фирма Schlumberger) в 1950 году и опробованный на Ромашкинском месторождении Татарстана, так и не нашел широкого применения из-за трудностей методического характера.

Опытно-промышленные испытания аппаратуры биградиентного каротажа ПС (АБГК-ПС) в карбонатно-терригенном разрезе Волго-Уральского региона и последующая обработка его материалов показали высокую информативность АБГК-ПС и предпосылки его использования в условиях, где практическое использование стандартного каротажа ПС исключено в виду его низкой информативности.

Показано, что запись диаграмм АБГК-ПС позволяет в рамках геологической интерпретации проводить оценку минерализации пластовой воды в карбонатно-терригенном разрезе, что важно для решения задач подсчета запасов углеводородов.

Приведен новый алгоритм комплексной интерпретации данных скважинной электрометрии и метода биградиентного (дивергентного) каротажа ПС для оценки подсчетных параметров (коэффициентов пористости и нефтегазонасыщенности), не требующий знания минерализации пластовой воды. Алгоритм реализован в ПО «РН-ПЕТРОЛОГ».

Ключевые слова: карбонатно-терригенный разрез, метод самопроизвольной поляризации, удельное электрическое сопротивление, минерализация пластовой воды, метод Silva – Bassiouni, коэффициент нефтегазонасыщенности

Для цитирования: Кузьмичев О.Б., Белевцов Н.С. (2026). Новые перспективы комплексной геологической интерпретации метода самопроизвольной поляризации в сочетании с электрическими методами в разрезах нефтяных месторождений Волго-Уральского региона и Западной Сибири. *Георесурсы*, 28(1), с. 104–114. <https://doi.org/10.18599/grs.2026.1.11>

Введение

В последние годы в результате накопления эмпирических данных и углубленного изучения петрофизической модели показаний метода самопроизвольной поляризации (ПС) выявлены новые возможности использования этого метода. Комплексование метода ПС с методами

радиоактивного и электромагнитного каротажа позволяет решать задачи оценки характера насыщения коллекторов и степени их обводнения (в комплексе с методом сопротивления), определения карбонатности, глинистости и открытой пористости пород (в комплексе с методом естественной радиоактивности). Совместная интерпретация

* Ответственный автор: Олег Борисович Кузьмичев
e-mail: obkuzmechov@rn-t.ru

© 2026 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

указанных методов является важной составной частью комплексирования методов геологоразведочных работ при поиске и разведке нефти и газа (Поляков и др., 2023).

Использование метода ПС в его стандартной аппаратурной модификации сдерживается низкой разрешающей способностью, отсутствием алгоритмов оценки качества регистрируемой диаграммы ПС и недостаточным развитием теории метода ПС для его геолого-геофизической интерпретации.

Особую проблему составляет регистрация кривой ПС в высокоомных карбонатно-терригенных разрезах Волго-Уральского региона. Кривая ПС, записанная в скважине стандартной аппаратурой в высокоомном разрезе, малоамплитудная и слабо дифференцирована, что не позволяет выделять пласты в геологическом разрезе и существенно ограничивает использование кривой ПС для качественной и количественной интерпретации. В своей классической монографии Б.Ю. Вендельштейн (Вендельштейн, 1966) для исследования карбонатно-терригенных разрезов методом ПС поставил задачу увеличения степени использования диаграмм ПС при комплексной интерпретации данных промысловой геофизики карбонатного и карбонатно-терригенного разрезов.

Целью настоящих исследований являлось определение по данным геофизических исследований скважин таких подсчетных параметров, как минерализация пластовых вод и коэффициент нефтегазонасыщенности в карбонатно-терригенном разрезе Волго-Уральского региона.

Аппаратурно-методический подход

Для решения проблем, связанных с регистрацией кривой метода ПС в высокоомном разрезе, Н.G. Doll в 1950 году предложил метод селективированных потенциалов ПС (Doll, 1950). Метод был опробован на Ромашкинском месторождении Татарстана (Вендельштейн, 1966) и показал хорошую дифференцирующую способность в плане литологического расчленения разреза, но дальнейшая интерпретация его данных встретила затруднения методического характера.

С целью увеличения разрешающей способности аппаратуры, измеряющей потенциал ПС, и повышения ее информативных возможностей, был разработан метод биградиентного (дивергентного) каротажа ПС (Кузьмичев, 2006; Кузьмичев, Баймухаметов, 2004). Аппаратура биградиентного каротажа ПС (АБГК-ПС), реализующая указанный метод, представлена на рис. 1. Схема измерения потенциала ПС, первых и вторых разностных производных потенциала ПС представлена в таблице 1. Приняты следующие обозначения: U_1, U_2, U_3, U_4, U_5 – потенциалы, регистрируемые с 1, 2, 3, 4 и 5 электродов, соответственно; $\Delta U_1, \Delta U_2, \Delta U_3, \Delta U_4$ – градиенты потенциалов ПС с расстоянием между электродами, указанными в скобках; $\Delta U_{\text{ПС}}$ потенциал ПС, измеряемый как разность потенциалов между электродом U_4 и электродом N, удаленным на поверхность Земли (заземление); $\Delta_1^2 U_{\text{ПС}}$ и $\Delta_2^2 U_{\text{ПС}}$ – вторые разности потенциалов, измеряемые между соответствующими электродами, как указано в таблице. Внутреннее сопротивление измерительной схемы АБГК-ПС составляет 800 кОм, у стандартной аппаратуры ПС – ≤ 400 кОм. Диапазон измерения от -500 мВ до $+500$ мВ. Измерения, проведенные АБГК-ПС, позволяют

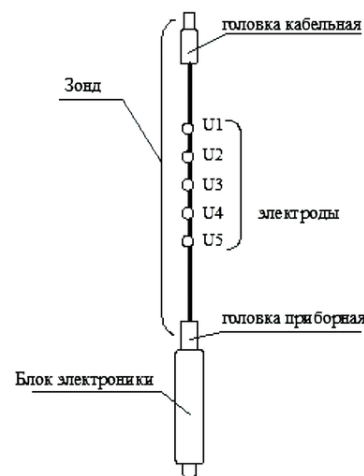


Рис. 1. Аппаратура биградиентного каротажа ПС (АБГК-ПС)

Номер канала	Измеряемый сигнал
K1	$U_1 - U_2 = \Delta U_1 (0,4 \text{ м})$
K2	$U_2 - U_3 = \Delta U_2 (0,4 \text{ м})$
K3	$U_3 - U_5 = \Delta U_3 (0,8 \text{ м})$
K4	$U_5 - U_1 = \Delta U_4 (1,6 \text{ м})$
K5 (ПС)	$U_4 - N = \Delta U_{\text{ПС}}$
K6	$U_2 - 2U_3 + U_4 = \Delta_1^2 U_{\text{ПС}}$
K7	$U_1 - 2U_3 + U_5 = \Delta_2^2 U_{\text{ПС}}$

Табл. 1. Схема измерения АБГК-ПС

провести оценку качества кривой ПС. Алгоритм оценки качества записи кривой ПС осуществляется в комплексе с методами электрического и электромагнитного каротажа (Кузьмичев, 2006).

В общем случае регистрируемое в скважине естественное электрическое поле состоит из трех частей (Исламгалиев и др., 2012):

1. электрическое поле, создаваемое потенциалом двойного электрического слоя, образующегося за счет адсорбции ионов одного знака на границах твердой и жидкой фаз (так называемый адсорбционный потенциал);
2. электрическое поле диффузии раствора солей при различной концентрации в буровом растворе и флюиде, заполняющем поры горных пород; диффузионный потенциал зависит от разности чисел переноса анионов и катионов и существует только в неравновесном состоянии, в равновесном состоянии он равен нулю;
3. электрическое поле течения (фильтрации флюида в проницаемых породах), создаваемого течением флюида из проницаемых пород в скважину при положительном дебите и возникающее за счет превышения пластового давления над гидростатическим.

Диффузионный потенциал и адсорбционный потенциал образуют единый диффузионно-адсорбционный потенциал. Расчеты показывают, что величина скачка диффузионного потенциала при наиболее вероятных значениях чисел переноса $\Delta n \in [0; 0,5]$ составляет единицы или первый десяток милливольт (Исламгалиев и др., 2012).

Величина фильтрационных потенциалов обычно мала и оказывает влияние на кривую ПС, когда электропроводность пласта мала: $\sigma \leq 1$ См/м (Кормильцев, Ратушняк, 2007). При высокой скорости фильтрации

флюида из пласта в скважину и значительных дебитах пластовой воды потенциал фильтрации все же может составлять существенную величину и создавать заметный вклад в электрический потенциал, измеряемый на оси скважины методом ПС. Но в нашем случае, когда измеренный потенциал ПС равен 291 мВ, вклад порядка даже 20 мВ при дебите 20 м³/сут не внесет существенной погрешности в определение минерализации пластовой воды (Исламгалиев и др., 2012).

Таким образом, основной вклад в потенциал ПС, измеряемый на оси скважины в карбонатно-терригенном разрезе, вносит диффузионно-адсорбционный потенциал (Кузьмичев, 2006).

Результаты интерпретации

На рис. 2 приведен планшет с результатами регистрации АБГК-ПС в терригенной части разреза, вскрытого скв. 103 Восточно-Терновского месторождения (Саратовская обл.). В карбонатно-терригенном разрезе кривая ПС, записанная стандартной аппаратурой Э1 (кривая красного цвета на крайнем слева треке), имеет слабую дифференцированность и не имеет достоверной «линии глин». Указанные причины приводят к невозможности ее использования для количественной геолого-геофизической интерпретации.

Кривая ПС, записанная аппаратурой АБГК-ПС (кривая синего цвета на крайнем слева треке), хорошо коррелирует с кривой гамма-каротажа (ГК) и имеет «идеально» выдержанную «линию глин», позволяющую уверенно рассчитать амплитуду ПС, равную –291 мВ, для дальнейшей интерпретации. Отметим, что проведение «линии глин» по кривой ПС, записанной аппаратурой АБГК-ПС, хорошо контролируется «линией глин» по кривой ГК. Кроме того, по экстремумам градиентов ПС (средний трек на планшете) можно четко провести разбиение разреза на литологические разности. На глубине 2468,2–2499,0 м расположен водонасыщенный пласт толщиной 30,8 м.

Для оценки удельного электрического сопротивления (УЭС) пластовой воды по данным метода ПС воспользуемся палеткой Silva – Bassiouni (Silva, Bassiouni, 1985). Для оценки УЭС пластовой воды по палетке Silva – Bassiouni необходимо знать значение статического потенциала ΔE_{nc} . Одним из авторов настоящей статьи была решена обратная задача метода ПС для введения поправок в кривую ПС за УЭС скважины ρ_c , зоны проникновения бурового раствора $\rho_{зп}$ и пласта $\rho_{п}$, незатронутого проникновением бурового раствора и расчета статического потенциала ΔE_{nc} (Кузьмичев, 2006; Кузьмичев и др., 2019; Кузьмичев и др., 2023).

При толщине пласта 30,8 (м) поправка за толщину пласта и омически-геометрический фактор равна единице и, следовательно, $\Delta E_{nc} \cong \Delta U_{nc}$. Определим удельное электрическое сопротивление пластовой воды или минерализацию пластовой воды на глубине 2480 м. Удельное электрическое сопротивление бурового раствора равно 1,12 Ом·м, температура на глубине 2500 м составляет 88 °С. По палеткам (Методические рекомендации..., 1990) определяем удельное электрическое сопротивление фильтрата бурового раствора $\rho_{ф} = 0,8$ Ом·м. На рис. 3 представлена расширенная по диапазону E_{nc} палетка для определения УЭС пластовой воды по методу Silva – Bassiouni.

Палетка была расширена путем экстраполяции влево и вправо в соответствии с диапазоном измерения АБГК-ПС.

Процедура использования палетки следующая.

1. По палетке (Методические рекомендации..., 1990) для значения УЭС бурового раствора $\rho_c = 1,12$ Ом·м при плотности бурового раствора 1,2 г/см³ получим УЭС фильтрата бурового раствора $\rho_{ф} = 0,8$ Ом·м.

2. Входим в палетку, представленную на рис. 3, по оси $\rho_{ф}$ со значением 0,8 Ом·м и проводим горизонтальную линию до пересечения с кривой, соответствующей температуре пласта 88 °С. От точки пересечения опускаем вертикаль на ось E_{nc} . Находим $E_{nc} = 200$ мВ.

3. С каротажной кривой АБГК-ПС, против водонасыщенного пласта D-kn-ps, снимаем значение $E_{nc} = \Delta U_{nc} = -291$ мВ. Складываем найденное по палетке значение 200 мВ со значением амплитуды $\Delta U_{nc} = -291$ мВ и получаем –91 мВ.

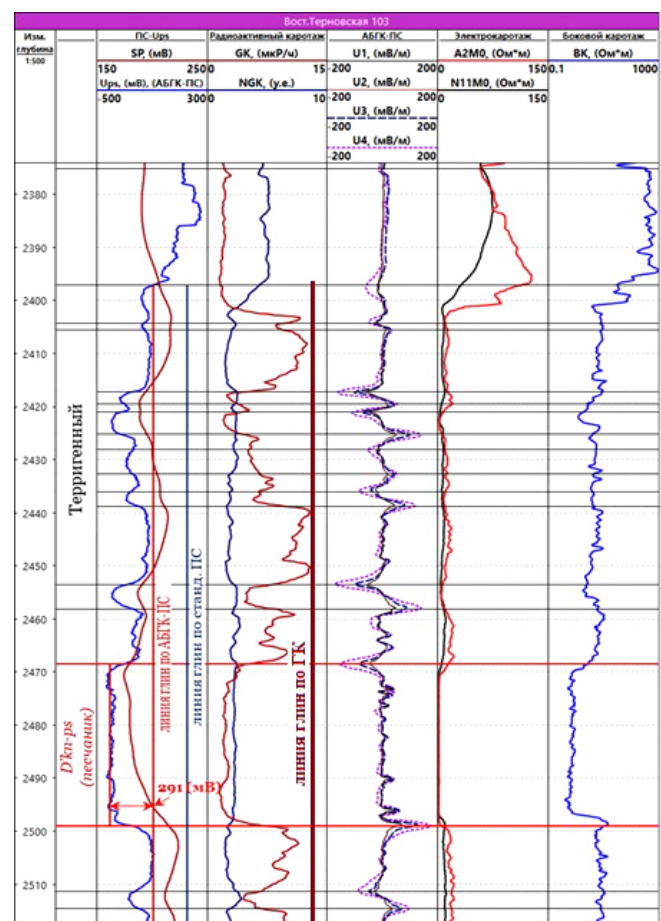


Рис. 2. Планшет с результатами регистрации АБГК-ПС при опытно-промышленных испытаниях в скв. 103 Восточно-Терновского месторождения (Саратовская обл.), терригенная часть разреза: SP – кривая потенциала ПС, записанная стандартной аппаратурой Э1; Урс – кривая потенциала ПС, записанная аппаратурой АБГК-ПС; U1 – первый градиент потенциала ПС (расстояние между электродами 0,4 м); U2 – второй градиент потенциала ПС (расстояние между электродами 0,4 м); U3 – градиент потенциала ПС (расстояние между электродами 0,8 м); U4 – градиент потенциала ПС (расстояние между электродами 1,6 м); GK – естественный гамма-каротаж; NGK – нейтронный гамма-каротаж; N11M0 – потенциал-зонд; BK – трехэлектродный зонд ОК; A2M0 – двухметровый зонд БКЗ. Запись ГИС проведена ООО «Специальные геофизические системы» (г. Саратов).

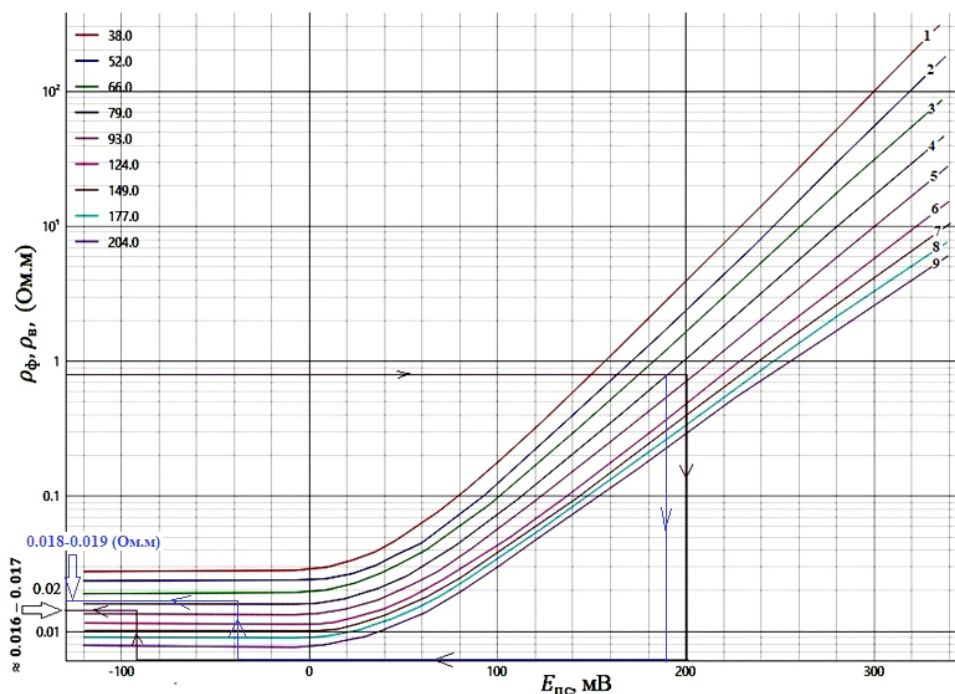


Рис. 3. Расширенная по диапазону $E_{пс}$ палетка для определения УЭС пластовой воды по методу Silva – Bassiouni

4. От точки -91 мВ на оси абсцисс проводим вертикаль до пересечения с кривой, соответствующей температуре 88 °С, а затем от точки пересечения проводим горизонталь до точки пересечения с осью ординат ρ_v и находим значение $\rho_v \cong 0,016-0,017$ Ом·м.

На рис. 4 приведена встроенная в программный комплекс «РН-Петролог» палетка для определения минерализации пластовой воды по значению УЭС пластовой воды и температуре пласта. Расчёт минерализации при $\rho_v \cong 0,016$ Ом·м и температуре пласта 88 °С равен $244,4$ г/л, расчет минерализации при $\rho_v \cong 0,017$ Ом·м равен $222,8$ г/л. Таким образом, минерализация пластовой воды

в девонских отложениях D-kn-ps составляет от $222,8$ до $244,4$ г/л.

По данным (Клычев, Гонтарев, 2018), «в пределах продуктивных пластов клинцовского горизонта минерализация пластовых вод изменяется в пределах $226,0-241$ г/л, среднее значение 234 г/л, температура в интервале продуктивного пласта 88 °С. Сопротивление пластовых вод принято равным $0,018$ Ом·м». В выделенной красным кругом области на карте гидрохимии подземных вод (рис. 5) с точками отбора проб воды и значениями их минерализации находится скважина 103 Восточно-Терновского месторождения.

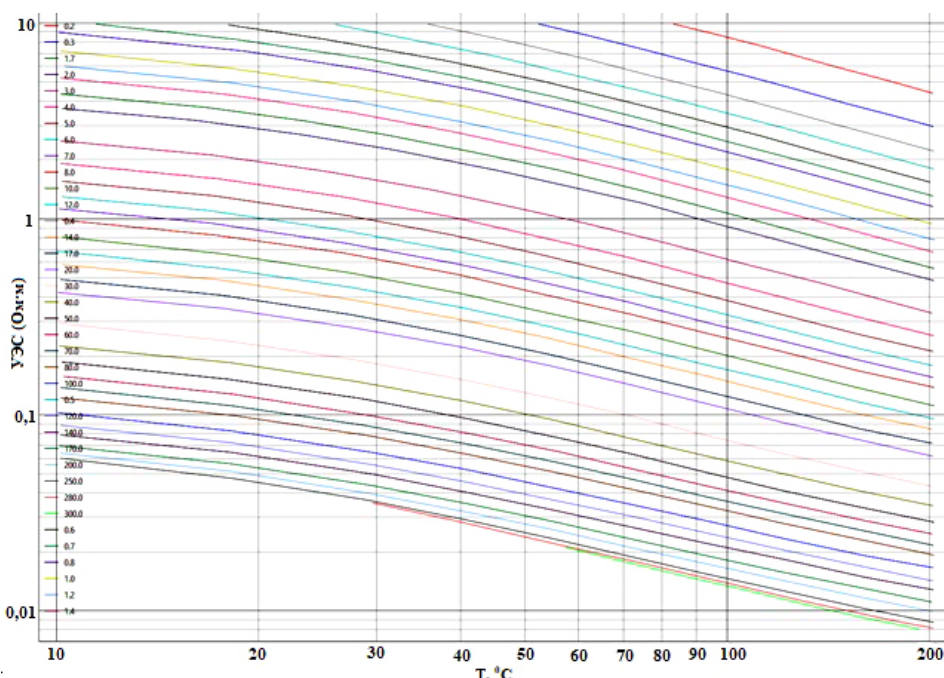


Рис. 4. Палетка для определения минерализации пластовой воды по значению УЭС пластовой воды и температуре пласта, встроенная в программный комплекс «РН-Петролог»

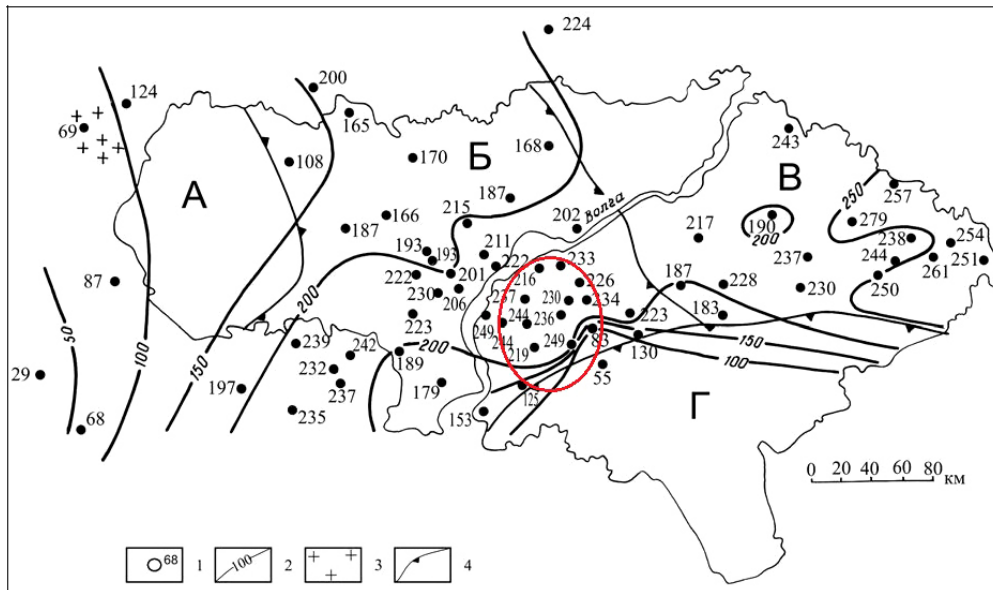


Рис. 5. Карта гидрохимии подземных вод додевонско-среднедевонского (домуллинского) водоносного комплекса на территории Саратовской области (Клычев, Гонтарев, 2018): 1 – точка отбора пробы воды и ее минерализация, г/л; 2 – изоминера пластовой воды, г/л; 3 – участок развития сульфатных вод; 4 – границы крупнейших тектонических элементов: А – Воронежская антеклиз, Б – Рязано-Саратовский прогиб, В – Волго-Уральская антеклиз, Г – Прикаспийская мегавпадина.

На рис. 6 приведены результаты регистрации АБГК-ПС в карбонатной части разреза, вскрытого скв. 103 Восточно-Терновского месторождения (Саратовская обл.). Кривая ПС, записанная стандартной аппаратурой Э1 (кривая красного цвета на крайнем слева треке), не информативна: не выделяет литологические различия и малоамплитудная. Кривая ПС, записанная аппаратурой АБГК-ПС (кривая синего цвета на крайнем слева треке), хорошо коррелирует с кривой нейтронного гамма-каротажа (НГК), а по экстремумам градиентов ПС в карбонатной части разреза можно уверенно выделять литологические различия.

Из положений петрофизики известно, что в карбонатах петрофизический параметр «глинистость терригенных пород» заменяется на параметр «нерастворимый остаток». Обратим внимание, что максимумы кривой ПС (АБГК-ПС) лежат на одной вертикальной линии, которую условно можно назвать «линией нерастворимого остатка», по аналогии с «линией глини» в терригенных породах. Интересно отметить, что в карбонатной части разреза, где показания ГК теряют свой физический смысл, «линия нерастворимого остатка» контролируется показаниями метода НГК. Но возникает вопрос: как определить потенциал нерастворимого остатка по данным ГИС? Этот фундаментальный вопрос будет являться одним из направлений дальнейшей работы. Как нам представляется, вопрос определения потенциала нерастворимого остатка напрямую связан с определением ионной емкости поглощения карбонатных пород.

По аналогии с терригенной частью разреза, для оценки удельного электрического сопротивления пластовой воды карбонатной части разреза по данным метода ПС воспользуемся палеткой Silva – Bassiouni (Silva, Bassiouni, 1985) (рис. 3). Рассмотрим карбонатный водонасыщенный пласт на глубине 2041,0–2054,0 метра, толщиной 13 метров. При таких толщинах поправка

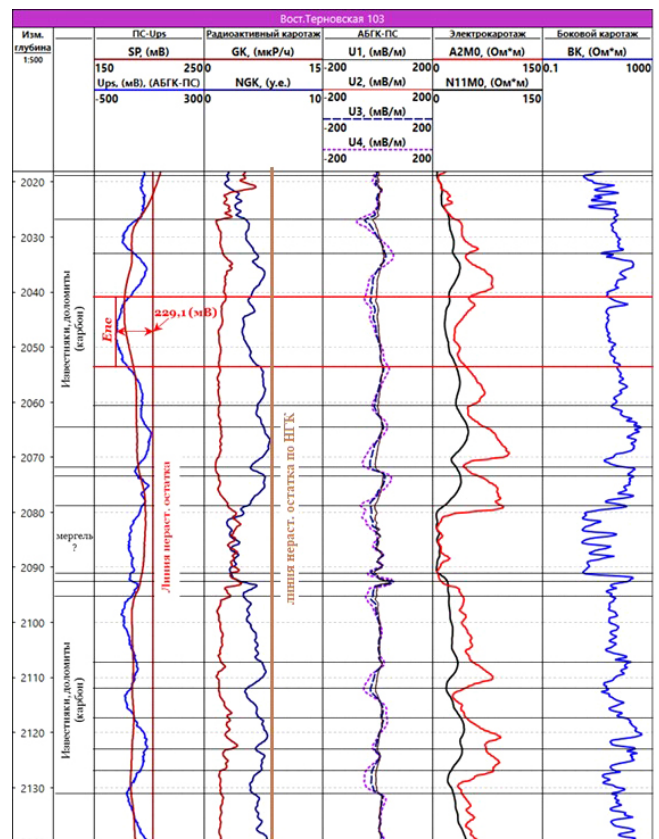


Рис. 6. Планшет с результатами регистрации АБГК-ПС при опытно-промышленных испытаниях, скв. 103 Восточно-Терновского месторождения (Саратовская обл.), карбонатная часть разреза (измерения проведены ООО «Специальные геофизические системы» (ООО «СГС»), г. Саратов). Обозначения кривых те же, что и на рис. 2.

за омически-геометрический фактор равна 1 и $\Delta U_{nc} \cong \Delta E_{nc} = 229,1$ мВ. Воспользуемся, как и в терригенной части разреза, расширенной палеткой для определения УЭС пластовой воды по методу Silva – Bassiouni и реализованной в программном комплексе «РН-Петролог». В самой скважине замеры температуры по стволу скважины не проводились. Анализ термограмм, приведенных на рис. 7 (Христофоров и др., 2005), показал, что скважина № 1 Западно-Языковской площади расположена в зоне Рязано-Саратовского прогиба (на рис. 9 обозначена как Б) и отделена от скважины 103 Восточно-Терновского месторождения естественным водоразделом р. Волга. Прикаспийская мегавпадина (на рис. 9 обозначена как Г), для северо-западной части которой была построена

термограмма, представленная на рис. 8 (Астахов, 2015), отделена от скв. 103 Восточно-Терновского месторождения, расположенной в зоне Волго-Уральской антеклизы (на рис. 9 обозначена – В), тектонической границей. Использовать эту термограмму для оценки температуры пласта также не представляется возможным.

Поэтому для расчета температуры пласта был выбран градиент температуры 2 °С на 100 м. Исходя из того, что температура пласта на глубине 2500 м принималась равной 88 °С, температура пласта на глубине 2040 м равняется примерно 78 °С. По палетке Silva – Bassiouni УЭС пластовой воды равняется примерно 0,018–0,019 Ом·м. Тогда средняя минерализация по NaCl равна 230,6 г/л, что попадает в область отобранных из скважин и измеренных проб пластовой воды (см. выделенную область на карте гидрохимии подземных вод, рис. 9).

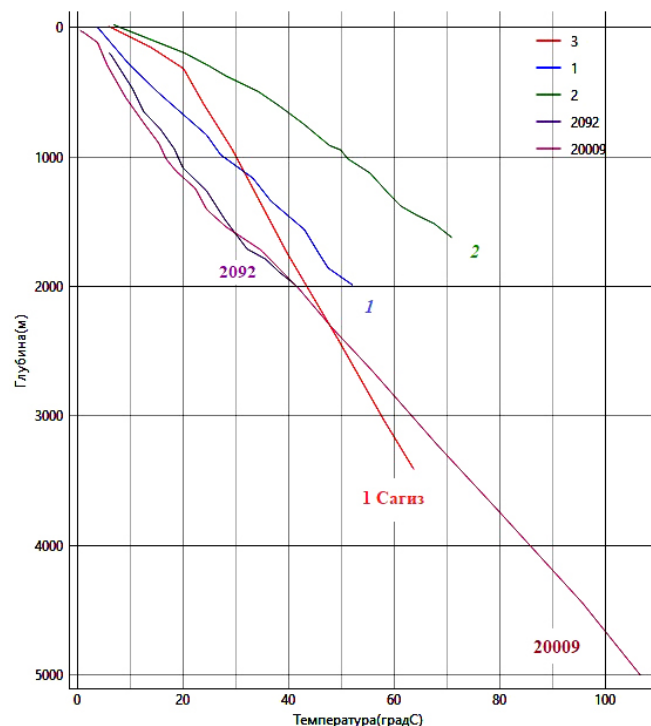


Рис. 7. Термограммы скважин: Ямашинская № 2092, Ново-Елховская 20009 (Татарстан), Западно-Языковская № 1 (Саратовская обл.), Сагиз № 1 (Прикаспийская впадина), Нагутская № 2 (Предкавказье) (Христофоров и др., 2005)

Оценка характера насыщения и расчет $K_{ин}$

Основные начальные извлекаемые запасы (НИЗ) Шкаповского месторождения Республики Башкортостан находятся в пластах терригенной толщи девона (Лозин, 2019).

На рисунке 10 приведен пример оценки насыщенности коллектора в девонских отложениях Шкаповского месторождения по (Вендельштейн, 1966). Он предложил оценивать характер насыщения коллекторов по палетке $E_{nc} = f(\rho_{zn}/\rho_n)$, где E_{nc} – статический потенциал ПС, ρ_{zn} – УЭС зоны проникновения фильтрата бурового раствора в пласт, ρ_n – УЭС коллектора, незатронутого проникновением бурового раствора. Конечно, в 60-х годах XX века статический потенциал E_{nc} он рассчитывал по сильно ограниченной серии палеток поправок в измеренную кривую ПС, полученных на электроинтеграторе МИНХ и ГП им. И.М. Губкина. УЭС зоны проникновения и пласта определялись по палеткам ВНИИГеофизики.

Авторами настоящей статьи на основе разработанной теории самопроизвольной поляризации в нефтегазозаведочных скважинах в неоднородных по удельным электрическим сопротивлениям (УЭС) средах была решена прямая и обратная задачи методов ПС и многозондового ИК для введения поправок в кривую ПС за УЭС скважины ρ_c , зоны проникновения бурового раствора ρ_{zn} и пласта ρ_n , незатронутого проникновением бурового раствора

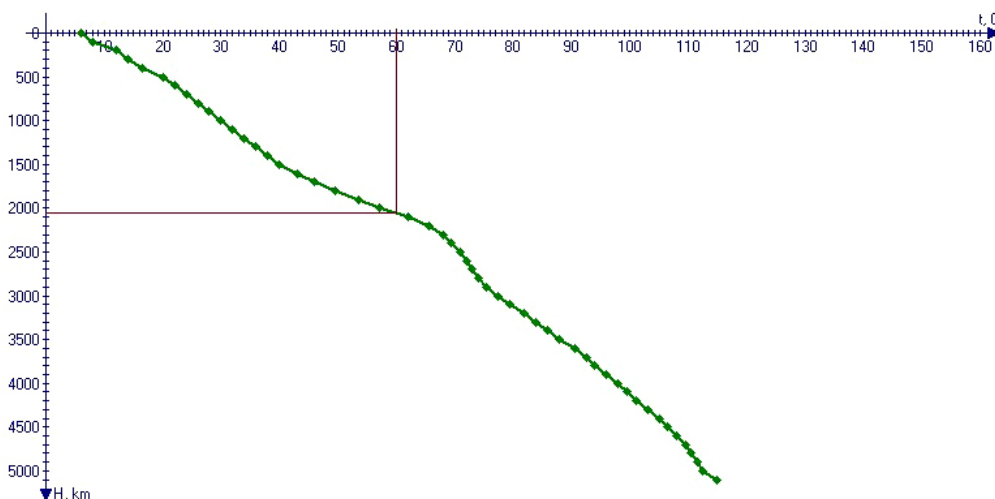


Рис. 8. Характер региональной термограммы для северо-западной части Прикаспийской впадины по (Астахов, 2015)

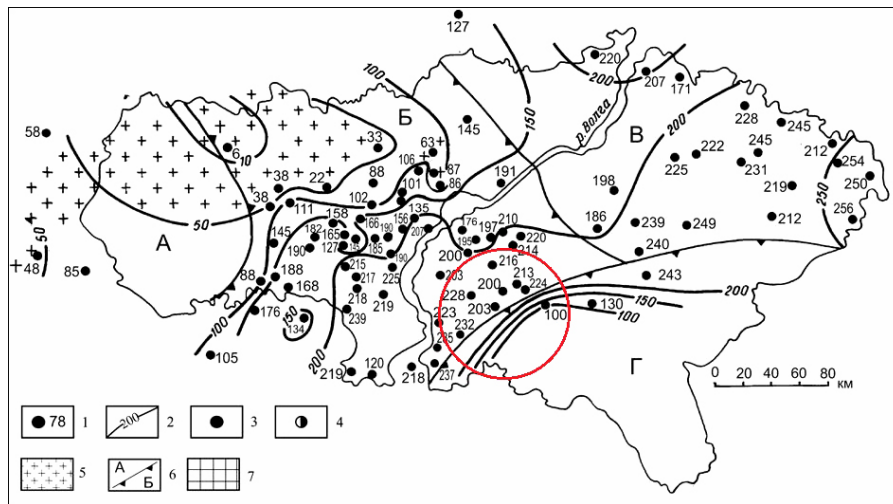


Рис. 9. Карта гидрохимии подземных вод дотульского (верхнедевонско-нижневизейского) водоносного комплекса на территории Саратовской области: 1 – точка отбора пробы воды и ее минерализация, г/л; 2 – изоминера пластовой воды, г/л; тип воды по В.А. Сулину: 3 – хлоридно-кальциевый, 4 – сульфатно-натриевый; 5 – территория развития сульфатных вод ($SO_4/Cl > 1$); 6 – границы крупнейших тектонических элементов: А – Воронежская антеклиза, Б – Рязано-Саратовский прогиб, В – Волго-Уральская антеклиза, Г – Прикаспийская мегавпадина; 7 – участок отсутствия водонапорного комплекса (Клычев, Гонтарев, 2018).

и расчета статического потенциала E_{nc} (Кузьмичев, 2006; Кузьмичев и др., 2023).

Методика оценки характера насыщения, предложенная Б.Ю. Вендельштейном, была проверена для терригенных отложений Западной Сибири. На рис. 11 приведен пример оценки характера насыщения коллектора сопоставлением параметров E_{nc} и ρ_{zn}/ρ_n для юрских отложений месторождения Широкого Приобья Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП). Рисунок 11 построен по данным исследования керна и данным интерпретации ГИС, приведенным в таблицах 2 и 3.

Алгоритм оценки характера насыщения осуществляется следующим образом. Откладывают на осях абсцисс и ординат (рис. 11) значения ($E_{nc}, \rho_{zn}/\rho_n$), соответственно, для нефтенасыщенных (табл. 2) и водонасыщенных (табл. 3) пластов. Минимальное значение ($E_{nc}, \rho_{zn}/\rho_n$), соответствующего водонасыщенному пласту, соединяют

с точкой (0, 1) и проводят границу «нефть – вода». Таким образом, точки с координатами ($E_{nc}, \rho_{zn}/\rho_n$), лежащие выше границы «нефть – вода», относятся к водонасыщенным коллекторам, а точки, лежащие ниже границы, – к нефтенасыщенным коллекторам. В таблицах 2 и 3 приняты следующие обозначения: $H_{эф}$ – эффективная толщина коллектора; E_{nc} – статический потенциал самопроизвольной поляризации; ρ_n – удельное электрическое сопротивление пласта; ρ_{zn} – удельное электрическое сопротивление зоны проникновения бурового раствора в пласт; K_p – коэффициент пористости; K_{np} – коэффициент проницаемости; K_v – коэффициент водонасыщенности; $K_{нт}$ – коэффициент нефтенасыщенности.

Для расчета коэффициента нефтенасыщенности $K_{нт}$ в глинистых низкопроницаемых и низкоомных коллекторах была получена функциональная зависимость $W = f(E_{nc})$, где W_n – объемная влажность, равная произведению коэффициента пористости на коэффициент остаточной водонасыщенности; E_{nc} – значение статического потенциала ПС, рассчитываемое по комплексной

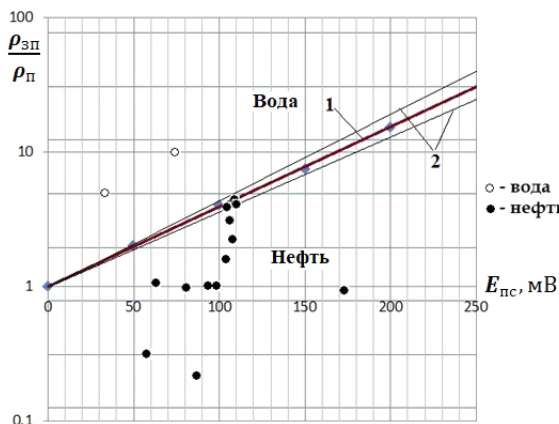


Рис. 10. Пример оценки насыщенности коллектора в девонских отложениях Шкаповского месторождения Республики Башкортостан из классической монографии Б.Ю. Вендельштейна (Вендельштейн, 1966): 1 – граница областей, соответствующих водонасыщенным и нефтеносным коллекторам; 2 – граница области неоднозначности.

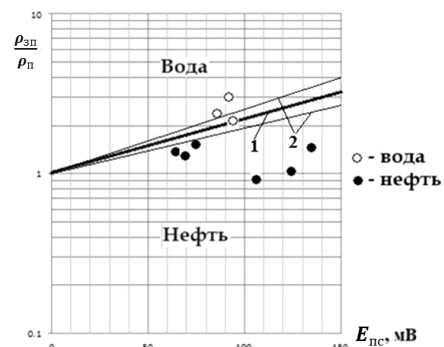


Рис. 11. Пример оценки насыщенности коллектора сопоставлением параметров E_{nc} и ρ_{zn}/ρ_n , верхнеюрские отложения месторождения Широкого Приобья Западно-Сибирской НГП: 1 – граница областей, соответствующих водонасыщенным и нефтеносным коллекторам; 2 – граница области неоднозначности

Пласт	H _{эф} , м	E _{пс} , мВ	ρ _п , Ом·м	ρ _{зп} , Ом·м	ρ _{зп} /ρ _п	K _п , %	K _{пр} * 10 ⁻³ , мкм ²	Методика Дахнова – Арчи			Методика W = f(E _{пс})		
								K _в , %	K _н , %	Насыщение	K _в , %	K _н , %	Насыщение
ЮВ ₁ ¹	0,9	66,1	4,2	5,5	1,3	14,8	1,5	68,6	31,4	Вода	43,7	56,3	Нефть
ЮВ ₁ ¹	1,8	74,5	2,9	4,4	1,5	15,7	2,6	79,1	20,9	Вода	38,6	61,4	Нефть
ЮВ ₁ ¹	2,2	68,0	3,0	4,0	1,3	15,1	1,8	81,1	18,9	Вода	42,2	57,8	Нефть
ЮВ ₂	1,3	134,0	9,3	13,0	1,4	19,9	29,3	31,7	68,3	Нефть	22,5	77,5	Нефть
ЮВ ₂	1,1	124,0	8,5	8,3	1,0	19,6	24,4	33,9	66,1	Нефть	23,8	76,2	Нефть
ЮВ ₂	1,4	107,0	8,1	6,9	0,9	18,7	14,7	36,7	63,3	Нефть	26,9	73,1	Нефть

Табл. 2. Результаты интерпретации данных ГИС низкоомных и низкопроницаемых коллекторов юрских отложений месторождения Широтного Приобья Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, скважина № 1

Пласт	H _{эф} , м	E _{пс} , мВ	ρ _п , Ом·м	ρ _{зп} , Ом·м	ρ _{зп} /ρ _п	K _п , %	K _{пр} * 10 ⁻³ , мкм ²	K _в , %	K _н , %	Насыщение
ЮВ ₁ ¹	1,0	93,20	4,0	8,5	2,1	18,4	12,2	55,5	44,5	Вода
ЮВ ₁ ¹	1,2	91,50	3,4	10,1	3,0	19,9	29,6	55,9	44,1	Вода
ЮВ ₁ ¹	0,9	85,50	3,6	8,2	2,3	19,0	17,3	57,5	42,5	Вода

Табл. 3. Результаты интерпретации данных ГИС низкоомных и низкопроницаемых коллекторов юрских отложений месторождения Широтного Приобья Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, скважина № 2

интерпретации данных метода ПС и электрометрии скважин (Кузьмичев, 2006; Кузьмичев и др., 2023). Регрессионное петрофизическое уравнение типа «кern-ГИС» для оценки коэффициента нефтегазонасыщенности терригенных глинистых коллекторов является решением системы двух уравнений: уравнения «двойной воды» и модифицированного уравнения Нернста – Планка. Совместное решение уравнений Нернста – Планка и уравнения «двойной воды» приводит к следующему виду функциональной зависимости:

$$E_{пс} = a \cdot \ln(K_v \cdot K_n) + b = a \cdot \ln(W_n) + b, \quad (1)$$

где $a = m \cdot K_{пс}$;

$$b = K_{пс} \cdot \ln\left\{\rho_{пс} \left(1/\rho_v \left(1 - \frac{w_{св}Q}{K_v}\right) + \frac{BQ}{K_v}\right)\right\}$$

В формуле (1) а и b – регрессионные коэффициенты, определяемые по зависимости «кern-ГИС»; В – катионная проводимость в мСм/м на мг-экв/г; Q – емкость катионного обмена глин в мг-экв/г; K_в – коэффициент водонасыщенности; K_п – коэффициент общей пористости; ρ_в – удельное электрическое сопротивление свободной воды в порах в Ом·м; w_{св} – количество связанной воды в порах, w_{св} = 0,22 + 0,084/√C, где C – концентрация хлорида натрия (моль/литр) в воде; ρ_{зп} – удельное электрическое сопротивление зоны проникновения бурового раствора в пласт; K_{пс} – коэффициент диффузионно-адсорбционного потенциала, мВ; m – показатель цементации.

Окончательно коэффициент нефтегазонасыщенности рассчитывается по формуле:

$$K_{нт} = 1 - \frac{a \cdot \ln(E_{пс}) + b}{K_{пс}}. \quad (2)$$

Расчет K_{нт} по формуле (2) не требует знания УЭС пластовой воды, в отличие от формулы Дахнова – Арчи. Значения коэффициентов водонасыщенности K_в и нефтегазонасыщенности K_{нт}, приведенные в таблице 2, рассчитаны по формулам 1, 2.

В скважине 1 (табл. 2) в пласте ЮВ₁¹ низкая проницаемость (порядка 2·10⁻³ мкм²) и низкое удельное электрическое сопротивление (порядка 3–4 Ом·м). Такие пласты относят к низкопроницаемым и низкоомным коллекторам. По методике Дахнова – Арчи коэффициент нефтенасыщенности не более 32%, что интерпретируется как водонасыщенный пласт. Если же, учитывая глинистость, рассчитывать коэффициент нефтенасыщенности через объемную влажность и статический потенциал, то получают значение K_н порядка 60%. Тем более, что при испытании пласта был получен приток нефти порядка 8 м³/сут при обводненности 2 м³/сут. В пласте ЮВ₁¹ при суммарной эффективной толщине, равной 4,9 м рекомендовано проведение гидроразрыва пласта (ГРП). После проведения ГРП 13.06.2017 г. было получено 24,1 м³/сут нефти.

Коэффициент нефтенасыщенности, рассчитанный для электрической модели по формуле (2), и коэффициент нефтенасыщенности по капиллярной модели могут не совпадать в отдельных случаях (Егорова и др., 2023). Но в некоторых случаях, например, когда в поровом пространстве отсутствует свободная вода, и оно заполнено только связанной водой, капиллярная модель не работает. В этих случаях работает электрическая модель, что и показывают приведенные выше расчеты.

Выводы

- Аппаратура, реализующая метод биградиентного каротажа ПС, позволяет проводить измерения потенциала самопроизвольной поляризации по новой измерительной схеме, первых разностей потенциала самопроизвольной поляризации с расстоянием между измерительными электродами 0,4, 0,8 и 1,6 м и вторых разностей потенциала самопроизвольной поляризации с расстоянием между измерительными электродами 0,4 и 0,8 м.

- Учитывая, что экстремумам первых разностей и нулям вторых разностей потенциала ПС соответствуют

границы литологических разностей, а также, что минимальное расстояние между измерительными электродами равно 0,4 м, то вертикальная разрешающая способность метода с учетом погрешности в 0,1 м будет составлять $0,4 \div 0,5$ м.

- Проведенные опытно-промышленные испытания АБГК-ПС в карбонатно-терригенных разрезах Волго-Уральского региона показали его высокую информативность по определению минерализации пластовой воды по сравнению с записью стандартной аппаратурой ПС.

- Линия глин при схеме регистрации, реализованной в АБГК-ПС, в отличие от регистрации, проводимой по стандартной схеме измерения ПС, не наклонная, а вертикально выдержанная, в соответствии с потенциалами ПС глин, в пределах исследуемого стратиграфического горизонта.

- Показано, что качественная запись диаграмм АБГК-ПС, в отличие от кривой ПС, записанной стандартной аппаратурой, позволяет в рамках геологической интерпретации проводить оценку минерализации пластовой воды в карбонатно-терригенных разрезах, что важно для решения задач подсчета запасов УВ.

Благодарности

Авторы выражают благодарность рецензентам за ценные замечания и предложения, которые способствовали улучшению работы, а также технику отдела сопровождения разработки нефтегазовых залежей ООО «РН-БашНИПИнефть» Шаяхметовой Ф.Ф. за построение планшетов в ПО «РН-Петролог 1.0». Особая благодарность ООО «Специальные геофизические системы» (г. Саратов), в лице генерального директора Божедомова В.Г. и главного инженера Пятницкого Д.Ю., за качественное изготовление аппаратуры АБГК-ПС и проведение геофизических исследований на скважине.

Литература

Астахов С.М. (2015). Геореактор. Алгоритмы нефтегазообразования. Ростов на-Дону: КОНТИКИ, 256 с.

Беляков М.А. и др. (1990). Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализа керн, опробований и испытаний продуктивных пластов. Под редакцией Вендельштейна Б.Ю., Козыра В.Ф., Яценко Г.Г. Калинин: НПО «Союзпромгеофизика», 261 с.

Вендельштейн Б.Ю. (1966). Исследование разрезов нефтяных и газовых скважин методом собственных потенциалов. М.: Недра, 206 с.

Егорова А.Д., Исакова Т.Г., Дьяконова Т.Ф., Кристя Е.Е., Бронскова Е.И., Дорофеев Н.В., Кононцева Е.А., Калмыков Г.А. (2023). Капиллярная модель – комплексное геолого-петрофизическое представление залежи при подсчете геологических запасов углеводородов. *Георесурсы*, 25(2), с. 150–160. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.11>

Исламгалиев Д.В., Кузьмичев О.Б., Ратушняк А.Н. (2012). Вклад поля диффузии в потенциал спонтанной поляризации. *Известия ВУЗов. Горный журнал*, 2, с. 162–167.

Исламгалиев Д.В., Кузьмичев О.Б., Ратушняк А.Н. (2012). Вклад электрического фильтрационного потенциала в самопроизвольный при интерпретации каротажа спонтанной поляризации. *НТВ Каротажник*, 2(212), с. 49–55.

Клычев Н.В., Гонтарев В.В. (2018). Характеристика гидрогеологических особенностей палеозойских отложений, в связи с условиями нефтегазоаккумуляции, на территории Саратовской области. *Недра Поволжья и Прикаспия*, 94, с. 63–78.

Кормильцев В.В., Ратушняк А.Н. (2007). Теоретические и экспериментальные основы спонтанной поляризации горных пород в нефтегазовых скважинах. Екатеринбург: УрО РАН, 160 с.

Кузьмичев О.Б. (2006). Исследование естественных электрических полей в нефтегазоразведочных скважинах (теория, аппаратура, методика, скважинные испытания). СПб.: ООО «Недра», 252 с.

Кузьмичев О.Б., А.В. Жонин, Ю.В. Мартынова, С.А. Коломасова. (2019). Решение обратной задачи каротажа собственной поляризации в пакке пластов с зоной проникновения (терригенный разрез). *Нефтяное хозяйство*, 10, с. 38–41.

Кузьмичев О.Б., Астафьев А.А. (2023). Методика обоснования подсчетных параметров сложно построенных терригенных коллекторов Западной Сибири, в том числе с ТРИЗ, по данным исследования керн и ГИС. *Нефтегазовое дело*, 21(4), с. 86–98. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2023-4-86-98>

Кузьмичев О.Б., Белевцов Н.С., Астафьев А.А. (2023). Математическое моделирование показаний многозондового индукционного каротажа в скважине. *Вестник Академии наук Республики Башкортостан*, 4, с. 20–29. DOI: 10.24412/1728-5283-2023-4-20-29

Кузьмичев О.Б. (2016). Методика оценки характера насыщения сложно построенных, в том числе низкоомных, коллекторов месторождений Западной Сибири. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 11, с. 26–32.

Кузьмичев О.Б. (2018). Результаты апробации методики поиска пропущенных нефтенасыщенных сложно построенных терригенных коллекторов Западной Сибири. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 9, с. 61–71.

Кузьмичев О.Б., Баймухаметов Д.С. (2004). Способ зондирования в поле собственной поляризации горных пород. Патент № 2251719 Рос. Федерация: заявл. 26.05.2004; опубл. 10.05.2005, 11 с.

Лозин Е.В. (2019). По поводу уроков разработки Шкаповского нефтяного месторождения. *Георесурсы*, 21(4), с. 119–122. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.119-122>

Поляков А.А., Ступакова А.В., Малышев Н.А., Сауткин Р.С., Вержбицкий В.Е., Комиссаров Д.К., Осипов С.В. (2023). Комплексирование методов геологоразведочных работ для решения задач поиска и разведки нефти и газа. *Георесурсы*, 25(4), с. 240–251. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.17>

Христофоров А.В., Христофорова Н.Н., Бурганов Б.Т. (2005). Температурные волны в природных средах: Фурье и вейвлет-анализ термограмм скважин. *Георесурсы*, 2(17), с. 2–6.

Doll H.G. (1950). Selective SP logging. *Petroleum Transactions, AIME*, 189, pp. 129–141.

Silva P., Bassiouni Z. (1985). One Step Chart for SP Log Interpretation. *Paper Q, Trans. of the Tenth Formation Evaluation Symposium, Canadian Well Logging Society*.

Сведения об авторах

Олег Борисович Кузьмичев – кандидат физ.-мат. наук, эксперт, ООО «РН-Технологии»

Россия, 119607, Москва, МО Раменки, ул. Раменский бульвар, д. 1

e-mail: obkuzmechov@rn-t.ru

Никита Сергеевич Белевцов – кандидат физ.-мат. наук, главный технолог, ООО «РН-Технологии»

Россия, 119607, Москва, МО Раменки, ул. Раменский бульвар, д. 1

e-mail: nsbelevtsov@rn-t.ru

Статья поступила в редакцию 25.03.2025;

Принята к публикации 18.09.2025; Опубликовано 30.03.2026

New Prospects for the Complex Geological Interpretation of the Spontaneous Polarization Method in Combination With Electrical Methods in the Sections of Oil Fields in the Volga-Ural Region and Western Siberia

O.B. Kuzmichev*, N.S. Belevtsov

RN-Technology LLC, Ufa, Russian Federation

*Corresponding author: Oleg B. Kuzmichev, e-mail: obkuzmechov@rn-t.ru

Abstract. The use of the spontaneous polarization (PS) method in combination with electrical and electromagnetic logging methods to solve the problems of assessing the saturation of reservoirs, determining carbonate, clay and open porosity of rocks (in combination with the method of natural radioactivity) is hampered by the low resolution of standard equipment recording the PS curve, the lack of evaluation of the quality of recording the PS curve and insufficient development methodological support for the geological and geophysical interpretation of the PS method.

A particular problem is the registration of the PS curve in high-resistance carbonate-terrigenous sections of the Volga-Ural region. The method of selected PS potentials, proposed by H.G. Doll (Schlumberger company) in 1950 and tested at the Romashkinskoye field in Tatarstan, has not found wide application due to methodological difficulties.

Pilot tests of bi-gradient PS logging equipment (ABGK-PS) in the carbonate-terrigenous section of the Volga-Ural region, and subsequent processing of its materials showed the high informative value of ABGK-PS and the prerequisites for its use in conditions where the practical use of standard PS logging is excluded due to its low informative value.

It is shown that the recording of ABGC-PS diagrams makes it possible, within the framework of geological interpretation, to assess the mineralization of reservoir water in the carbonate-terrigenous section, which is extremely important for solving the problems of calculating hydrocarbon reserves.

A new algorithm is presented for the complex interpretation of borehole electrometry data and the method of bi-gradient (divergent) logging for estimating calculated parameters (porosity coefficients and oil and gas saturation), which does not require knowledge of the mineralization of reservoir water. The algorithm is implemented in the software "PH-PETROLOG".

For a detailed division of the carbonate-terrigenous section into lithological differences and an assessment of the nature of reservoir saturation, it is proposed to supplement the complex of radioactive and acoustic logging with the complex ABGK-PS + multi-probe lateral logging (for the carbonate part of the section) and ABGK-PS + multi-probe induction logging (for the terrigenous part of the section).

Keywords: carbonate-terrigenous section, spontaneous polarization method, specific electrical resistivity, formation water mineralization, Silva – Bassiouni method, oil and gas saturation factor

Recommended citation: Kuzmichev O.B., Belevtsov N.S. (2026). New Prospects for the Complex Geological Interpretation of the Spontaneous Polarization Method in Combination With Electrical Methods in the Sections of Oil Fields in the Volga-Ural Region and Western Siberia. *Georesursy = Georesources*, 28(1), pp. 104–114. <https://doi.org/10.18599/grs.2026.1.11>

References

- Astakhov S.M. (2015). Georeactor. Algorithms of oil and gas formation. Rostov-on-Don: KONTIKI, 256 p. (In Russ.)
- Belyakov M.A. et al. (1990). Methodical Recommendations on Determination of Estimated Parameters of Oil and Gas Deposits Based on Materials of Geophysical Well Surveys with Involvement of Core Analysis Results, Sampling and Testing of Productive Formations. Edited by Wendelstein B.Yu., Kozyar V.F., Yatsenko G.G. Kalinin: NPO "Soyuzpromgeofizika", 261 p. (In Russ.)
- Doll H.G. (1950). Selective SP logging. *Petroleum Transactions, AIME*, 189, pp. 129–141.
- Egorova A.D., Isakova T.G., Dyakonova T.F., Kristya E.E., Bronskova E.I., Dorofeev N.V., Konortseva E.A., Kalmykov G.A. (2023). Capillary model – complex geological and petrophysical representation of the deposit when calculating geological reserves of hydrocarbons. *Georesursy = Georesources*, 25(2), pp. 150–160. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.11>
- Islamgaliev D.V., Kuzmichev O.B., Ratushnyak A.N. (2012). Contribution of electric filtration potential to spontaneous in interpretation of spontaneous polarization logs. *Karotazhnik*, 2(212), pp. 49–55. (In Russ.)
- Islamgaliev D.V., Kuzmichev O.B., Ratushnyak A.N. (2012). The contribution of the diffusion field to the spontaneous polarization potential. *Izvestiya Vuzov. Izvestiya VUZov. Gornyy zhurnal*, 2, pp. 162–167. (In Russ.)
- Khriforov A.V., Khriforova N.N., Burganova B.T. (2005). Temperature waves in natural media: Fourier and wavelet analysis of borehole thermograms. *Georesursy = Georesources*, 2(17), pp. 2–6. (In Russ.)
- Klychev N.V., Gontarev V.V. (2018). Characterization of hydrogeological features of Paleozoic sediments, in connection with the conditions of oil and gas accumulation, on the territory of the Saratov region. *Nedra Povolzh'ye i Prikaspiya*, 94, pp. 63–78. (In Russ.)
- Kormiltsev V.V., Ratushnyak A.N. (2007). Theoretical and experimental bases of spontaneous polarization of rocks in oil and gas wells. Ekaterinburg: Ural Branch of the Russian Academy of Sciences, 160 p. (In Russ.)
- Kuzmichev O.B. (2018). Results of approbation of the methodology of searching for missed oil saturated complexly constructed terrigenous reservoirs of Western Siberia. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy = Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 9, pp. 61–71. (In Russ.)
- Kuzmichev O.B., Zhonin A.V., Martynova Yu.V., Kolomasova S.A. (2019). Solving the inverse problem of logging intrinsic polarization in a pack of formations with a penetration zone (terrigenous section). *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 10, pp. 38–41. (In Russ.)
- Kuzmichev O.B., Astafiev A.A. (2023). Methodology of substantiation of calculation parameters of complexly constructed terrigenous reservoirs of Western Siberia, including TRIZ, based on core and GIS data. *Neftegazovoe delo*, 21(4), pp. 86–98. (In Russ.) <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2023-4-86-98>

Kuzmichev O.B., Baimukhametov D.S. (2004). Method of sounding in the field of intrinsic polarization of rocks. Patent No. 2251719 Ros. Federation: avv. 26.05.2004; published 10.05.2005, 11 p. (In Russ.)

Kuzmichev O.B. (2006). Investigation of natural electric fields in oil and gas exploration wells (theory, equipment, methodology, well tests). SPb.: Nedra LLC, 252 p. (In Russ.)

Kuzmichev O.B. (2016). Methodology for assessing the saturation character of complexly constructed, including low resistivity, reservoirs of Western Siberian fields. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy = Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 11, pp. 26–32. (In Russ.)

Kuzmichev O.B., Belevtsov N.S., Astafiev A.A. (2023). Mathematical modeling of multi-probe induction logging readings in a well. *Vestnik Akademii nauk Respubliki Bashkortostan*, 4, pp. 20–29. (In Russ.) DOI 10.24412/1728-5283-2023-4-20-29

Lozin E.V. (2019). About the lessons of the development of the Shkapovsky oil field. *Georesursy = Georesources*, 21(4), pp. 119–122. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.119-122>

Polyakov A.A., Stupakova A.V., Malyshev N.A., Sautkin R.S., Verzhbitsky V.E., Komissarov D.K., Osipov S.V. (2023). Integration of exploration methods to solve the problems of oil and gas exploration and exploration. *Georesursy = Georesources*, 25(4), pp. 240–251. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.17>

Silva P., Bassiouni Z. (1985). One Step Chart for SP Log Interpretation. *Paper Q, Trans. of the Tenth Formation Evaluation Symposium*, Canadian Well Logging Society.

Wendelstein B.Y. (1966). Investigation of oil and gas well sections by the method of eigenpotentials. Moscow: Nedra, 206 p. (In Russ.)

About the Authors

Oleg B. Kuzmichev – Cand. Sci. (Physics and Mathematics),
Expert, RN-Technology LLC
Ufa, Russian Federation
e-mail: obkuzmechov@rn-t.ru

Nikita S. Belevtsov – Cand. Sci. (Physics and Mathematics),
Chief Technologist, RN-Technology LLC
Ufa, Russian Federation
e-mail: nsbelevtsov@rn-t.ru

Manuscript received 25 March 2025;

Accepted 18 September 2025;

Published 30 March 2026

© 2026 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)